

Полученная карта типизации горных пород легла в основу 3Д геологической модели Калинового месторождения. Для детализации модели проводилось осреднение, при этом распространение свойств в межскважинном пространстве осуществлялось не по всему лицензионному участку, а отдельно по каждой выделенной зоне. Таким образом, на основе имеющихся в АО «ТомскНИПИнефть» данных была построена карта литотипов пород Калинового месторождения и введен дополнительный этап в алгоритм геологического моделирования карбонатных и трещинных резервуаров, который позволил повысить достоверность прогноза распространения фильтрационно-емкостных свойств в геологической модели.

#### Литература

1. Закревский К.Е., Кундин А.С. Особенности геологического 3Д моделирования карбонатных и трещинных резервуаров. – М.: ООО «Белый Ветер», 2016. – 404 с.
2. Нефтегазоперспективные объекты палеозоя Западной Сибири, сейсмогеологические модели эталонных месторождений / В.А. Конторович, Л.М. Калинина, А.Ю. Калинин и др. // Геология нефти и газа, 2018. – №4. – С. 5 – 15.
3. Липихина Е.Ю. Литолого-минералогические особенности девонских нефтепродуктивных отложений Калинового нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область): Труды XXIV Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова, Томск, 2020. – Томск: Изд-во ТПУ, 2020 – Т. 1. – С. 210 – 211.

### ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЛОВУШЕК НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ГРУШЕВОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Лобес Д.С.

Научный руководитель - доцент Г.Ф. Ильина

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Объектом исследования являются ачимовские отложения нижнемелового комплекса, вскрытые в разрезах скважин Грушевого нефтяного месторождения. Месторождение Грушевое в геологическом отношении имеет весьма интересное строение, чем и привлекает научный интерес.

Отложения представляют собой неструктурные ловушки – «клиноформы», которые на других соседних площадях содержат залежи углеводородов. Нестандартные формы залегания терригенных пород охватывают не весь разрез, а лишь только подошвенную часть отложений неокома (ачимовская пачка).

В административном отношении Грушевое месторождение находится в Каргасокском районе Томской области, в тектоническом плане приурочено к северной части Черемшанского куполовидного поднятия, выделенного в южной части Колтогорского мегапрогиба, а также в непосредственной близости от зоны сочленения Каймысовского свода с Нижневартовским сводом [1].

Основным объектом разработки на данном месторождении являются верхнеюрские отложения васюганской свиты – горизонт Ю<sub>1</sub> (с песчаными пластами Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>), сложенные мелкозернистыми песчаниками с глинистым и глинисто-карбонатным цементом. Высокоперспективные отложения ачимовской пачки пласта Б<sub>18</sub> раннемелового возраста также могут стать объектом разработки, так как из этого пласта на близрасположенном Столбовом месторождении был получен приток нефти. Представлена ачимовская пачка песчано-алевролитовыми породами, разделенными прослоями плотных аргиллитов.

Происхождение отложений ачимовской пачки связано с подводными течениями мутьевых потоков, в ходе деятельности которых распределялся и осаждался материал от илового до песчаного состава [2].

Несмотря на активное изучение и разработку нижнемелового комплекса в Западной Сибири, в Томской области особого внимания к этим отложениям не уделялось. Продуктивные верхнеюрские отложения, до настоящего времени являющиеся основным объектом разработки, на многих месторождениях находятся на третьей стадии выработки. Поэтому необходимо изучать новые горизонты, уделять внимание отбору керн в толщах, ранее считавшихся неперспективными.

Целью исследования является изучение клиноформного строения нижнего мела в разрезах 18 пробуренных скважин на Грушевом месторождении и выявление перспективных зон накопления углеводородов. В задачи исследовательской работы входило: выявление закономерностей строения и распространения пластов ачимовской пачки в разрезах скважин Грушевого месторождения.

Для решения поставленных задач проведены работы по составлению карты толщины куломзинской свиты, структурных карт по кровле баженовской и куломзинской свит, а также геологических профилей по скважинам, в разрезе которых наиболее вероятно выявление клиноформного строения пластов.

Построенные в программе Surfer по данным бурения структурные карты по кровле баженовской и куломзинской свит отображают разную рисовку структурных планов (рис. 1 и 2), что говорит о разных палеогеографических условиях формирования осадочных пород в раннемеловое время.

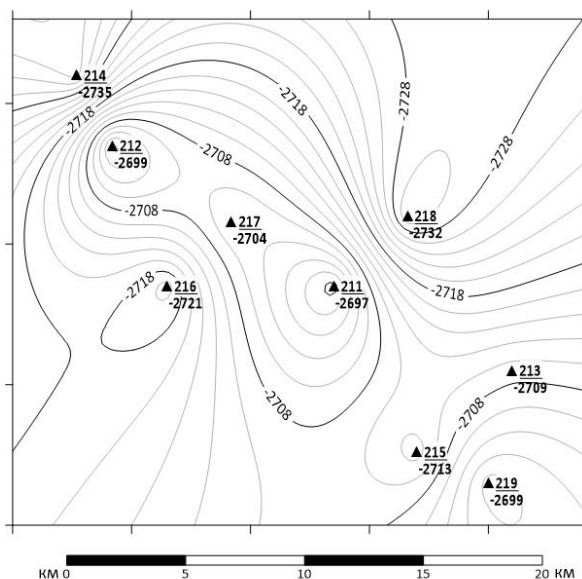


Рис. 1 Структурная карта по кровле баженовской свиты

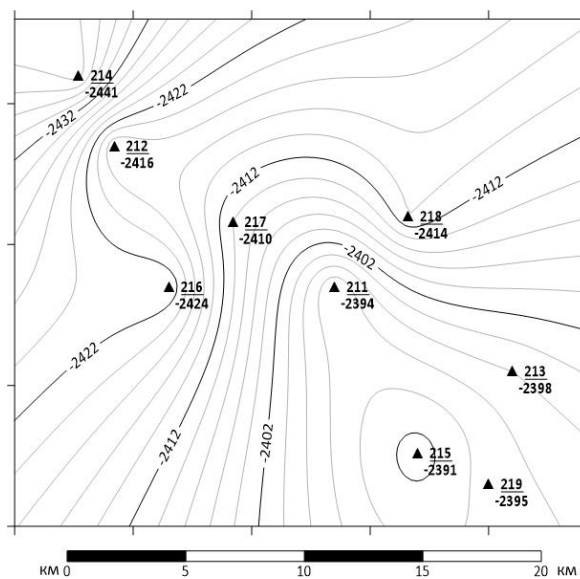


Рис. 2 Структурная карта по кровле куломзинской свиты

С целью уточнения распространения ачимовской пачки на Грушевом месторождении на основе структурных карт построена карта толщины куломзинской свиты. Максимальная толщина куломзинской свиты наблюдается в восточной части площади, в скважине № 215 (толщина 322 м), минимальная – в скважине № 212, где толщина достигает 283 м (рис. 3). Установлено, чем больше толщина свиты, тем больше песчаных пластов она содержит [3]. Так, для Грушевого месторождения максимальная толщина куломзинской свиты связана с нахождением в ее пределах клиноформных песчаных образований ачимовской пачки.

На основе полученных данных по карте толщин куломзинской свиты построены геологические профили по линии скважин 214–212–211–213 и 215–219–213 (рис. 4). Наибольшее количество пропластков и их толщины по данным каротажа наблюдаются в восточной части Грушевого месторождения, что подтверждается геологическим разрезом.

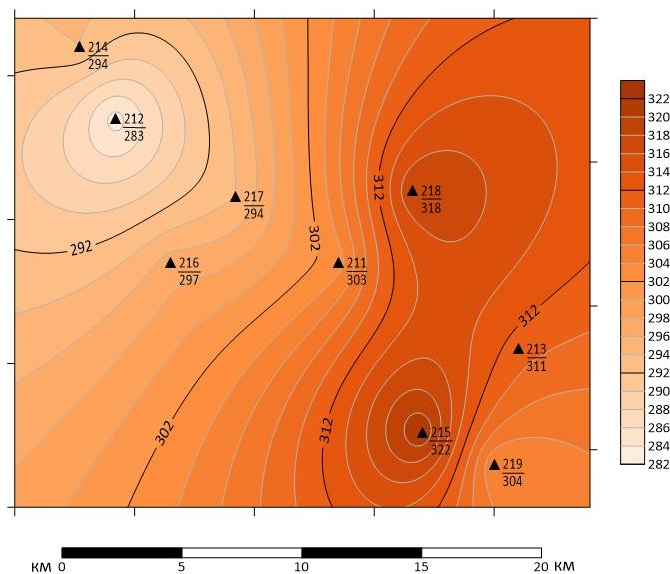


Рис. 3 Карта толщин куломзинской свиты Грушевого месторождения

Клиноформное строение песчаных пластов отмечается в разрезе скважин №№ 213, 215, 219 (рис. 4 и 5). Следовательно, здесь высокая вероятность выявления ловушек, перспективных на нефть и газ.

Таким образом, анализ структурных карт по кровле куломзинской и баженской свит, карты толщин куломзинской свиты, а также геологических профилей показал, что клиноформное строение нижнего мела характерно

для восточной части месторождения, а простираение клиноформ прослеживается в направлении с юго-востока на северо-восток.

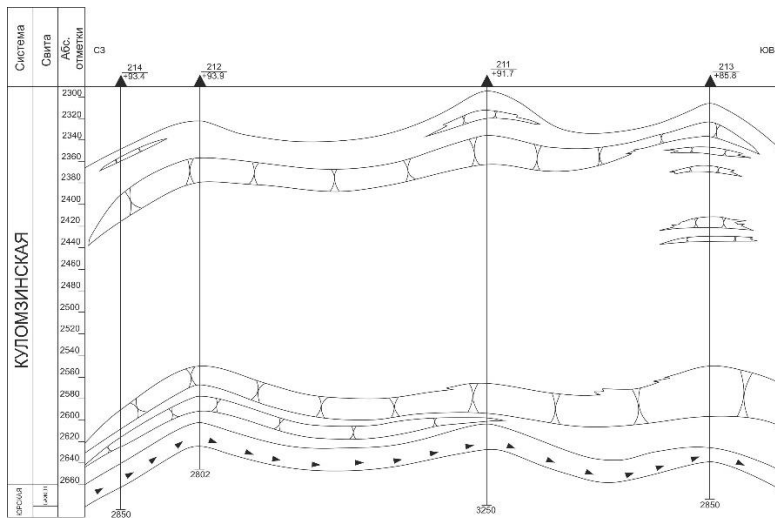


Рис. 4 Геологический профиль по линии скважин 214–212–211–213

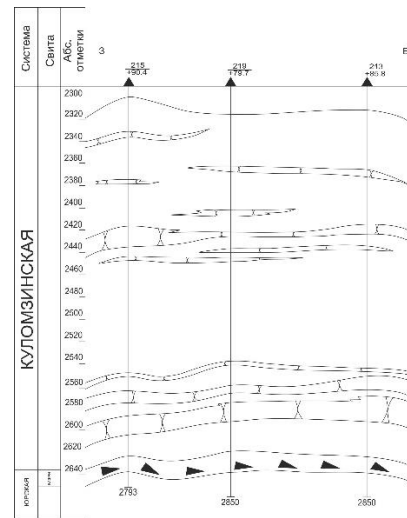


Рис. 5 Геологический профиль по линии скважин 215–219–213

Однако для выявления перспектив восточного участка Грушевого месторождения необходимо производить отбор керн в интервале залегания куломзинской свиты, поскольку одни каротажные диаграммы не способны обеспечить полностью достоверную информацию о геологическом строении исследуемых отложений. В связи с этим для подтверждения распространения пластов-коллекторов клиноформного залегания на восточном участке Грушевой площади рекомендуется заложить проектную поисково-оценочную скважину на половине расстояния между скважинами № 215 и №218.

#### Литература

1. Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты. – Томск: ТПУ, 2006. – С. 158 – 222.
2. Наумов А.П., Хафизов Ф.З. Новый вид литологических ловушек в неокомских отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа, 1986. – № 6. – С. 31 – 35
3. Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. – М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. – 247 с.

### ХАРАКТЕРИСТИКА НИЖНЕКАЗАНСКИХ НЕФТЕНОСНЫХ ДОЛОМИТОВ ВОСТОЧНОГО БОРТА МЕЛЕКЕССКОЙ ВПАДИНЫ ПО ПЕТРОФИЗИЧЕСКИМ И ГЕОХИМИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Мударисова Р.А.

Научный руководитель - профессор Б.В. Успенский  
Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

Расчеты по запасам нефти и газа, предоставленные Счетной палатой России, исходящие из данных отчета по результатам экспертно-аналитического мероприятия «Анализ воспроизводства минерально-сырьевой базы РФ в 2015-2019 годах», показали, что нефть в России «закончится» через 35 лет. Из этих 35 лет добычу нефти на 20 лет удастся растянуть, благодаря трудноизвлекаемой нефти, которая составляет 65%.

Более того, у России уже нет такого потенциала для открытия новых крупных месторождений в нефтеносных провинциях. Поэтому все больше и больше нефтедобывающих предприятий уходит от легких нефтей и ищет новые источники наращивания минерально-сырьевой базы. Подобной базой в республике Татарстан могут служить природные битумы (ПБ) и сверхвязкие нефти (СВН) казанского яруса, которые до сих пор не введены в разработку, в том числе и Горское месторождение СВН.

Горское месторождение СВН приурочено к восточному борту Мелекесской впадины. Продуктивными на месторождении являются карбонатные породы нижнеказанского подъяруса (камышлинского горизонта), который складывается, главным образом, доломитами реликтово-органогенными, оолитовыми, нередко кавернозными. Из органических остатков в них встречаются частые раковины брахиопод, мшанок, водорослей. В нижней части горизонта доломиты более плотные, бедные органическими остатками, трещиноватые, загипсованные, иногда глинистые.

#### Метод исследования.

Метод электронно-парамагнитного резонанса (ЭПР) основан на резонансном поглощении сверхвысокочастотной энергии переменного поля парамагнитным веществом, находящимся в сильном постоянном